

Essai d'explication de la structure des prix du pétrole brut en Amérique du Nord – Implications pour le Canada et le Québec

Philippe Hervieu et Claude Garon

Volume 2, numéro 4, 1971

URI : <https://id.erudit.org/iderudit/700144ar>

DOI : <https://doi.org/10.7202/700144ar>

[Aller au sommaire du numéro](#)

Éditeur(s)

Institut québécois des hautes études internationales

ISSN

0014-2123 (imprimé)

1703-7891 (numérique)

[Découvrir la revue](#)

Citer cet article

Hervieu, P. & Garon, C. (1971). Essai d'explication de la structure des prix du pétrole brut en Amérique du Nord – Implications pour le Canada et le Québec. *Études internationales*, 2(4), 646–676. <https://doi.org/10.7202/700144ar>

ESSAI D'EXPLICATION DE LA STRUCTURE DES PRIX DU PÉTROLE BRUT EN AMÉRIQUE DU NORD — IMPLICATIONS POUR LE CANADA ET LE QUÉBEC

par Philippe HERVIEU et Claude GARON *

INTRODUCTION

Le marché international du pétrole n'a pas de ressemblance avec celui d'autres matières premières, par suite de sa structure propre caractérisée en grande partie par des compagnies intégrées depuis l'exploration jusqu'à la distribution.

En fait, de par les situations géographique et politique des États producteurs et consommateurs, on distingue trois marchés pétroliers entre lesquels les échanges ont été limités :

— Le *marché nord-américain* qui représente plus d'un tiers du pétrole consommé : ce marché protégé fonctionne de manière à favoriser le développement à la fois des compagnies majeures et des indépendants. Les prix du pétrole brut sur ce marché sont voisins du coût marginal encouru pour découvrir le pétrole dans les différentes zones. Les importations des États-Unis, en grande partie provenant du Canada, du Venezuela et du Mexique, sont soumises à un contrôle plus ou moins strict suivant les conditions du marché, dépendant de l'évolution des réserves et de l'augmentation de la consommation.

— Le *marché des pays socialistes* (13% du marché mondial) est également très indépendant des autres. Le commerce du pétrole et des produits pétroliers est étroitement contrôlé, et les ventes hors de la zone géographique qui lui correspond sont le plus souvent le résultat d'accords au niveau des gouvernements.

— Le *troisième marché* comprend le reste du monde hors de l'Amérique du Nord et des pays socialistes ; c'est le plus important actuellement, il couvre, notamment, l'Europe occidentale et le Japon ainsi que l'ensemble des pays du Tiers-monde et divers autres pays. Sa principale caractéristique est l'absence de coïncidence entre les zones de production et les zones de consommation, d'où l'existence de flux commerciaux importants entre celles-ci. Sur ce marché opèrent les compagnies

* *Économistes au ministère des Richesses naturelles, à Québec.*

« majeures » et « indépendantes » ainsi que les compagnies nationales des pays producteurs ou consommateurs.

L'existence de ces trois marchés relativement cloisonnés et d'une zone d'importations libres dans l'Est du Canada (Québec, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard, Terre-Neuve et une partie de l'Ontario située près du Québec) laisse entrevoir la possibilité, au Canada, de prix intermédiaires entre ceux pratiqués aux États-Unis et ceux existant sur le marché mondial : prix dont le niveau est étroitement dépendant du marché des États-Unis pour le pétrole brut produit dans l'Ouest canadien, et du marché mondial pour le pétrole brut consommé dans l'Est. La variation et la situation relative des prix sur les deux marchés canadiens dépendra, à la fois de l'évolution sur les autres marchés et de la nécessité de situer une zone d'équiprix canadienne proche de la zone limite pour la consommation du pétrole importé au Canada.

Les changements qui se sont produits ces dernières années quant à la disponibilité en pétrole brut et l'augmentation de la consommation en Amérique du Nord sont autant d'éléments qui nous ont conduits à préciser l'existence de prix intermédiaires et à analyser les facteurs qui les ont faits et les font varier. La mise en évidence de ces prix a servi de base à un essai de prévision sur leur avenir, se fondant sur diverses hypothèses, d'ordre économique et politique.

Cette étude couvrira les quatre points suivants :

- la situation géopolitique pétrolière en Amérique du Nord ;
- le rôle de l'Est du Canada dans la fixation des prix du pétrole brut en Amérique du Nord ;
- une prospective sur le maintien de l'échelle de prix en Amérique du Nord ;
- l'impact sur le système d'échelle de prix d'une découverte pétrolière dans l'Est du Canada.

PREMIÈRE PARTIE

SITUATION GÉOPOLITIQUE PÉTROLIÈRE EN AMÉRIQUE DU NORD

I - AUX ÉTATS-UNIS

La politique d'intervention des États-Unis dans le secteur pétrolier est antérieure à la Seconde Guerre mondiale et se présente sous deux formes complémentaires. La plus ancienne établit un contingentement de la production par puits et par région. Cette réglementation est du ressort des divers États producteurs. L'autre, plus récente, limite les importations et relève du gouvernement fédéral. Elle a débuté en 1933 et limitait les importations à 4.5% de la production intérieure.

En 1935, aux politiques des quotas d'importations furent substitués des droits de douane élevés qui ont duré jusqu'en 1955. Durant cette période, le gouvernement des États-Unis a également encouragé la recherche d'hydrocarbures à l'extérieur du pays, grâce aux prêts du plan Marshall, facilitant ainsi l'achat de « pétrole-dollar », produit par des compagnies américaines au Moyen-Orient. De

plus, le gouvernement a accordé des déductions fiscales très importantes aux compagnies faisant des opérations à l'étranger : par exemple, une compagnie américaine ne paye ses impôts aux États-Unis que sur 22.5% de son revenu pour ses opérations situées dans l'hémisphère oriental et sur 8.5% pour celles situées dans l'hémisphère occidental.

À l'intérieur, en limitant la production et les importations, le gouvernement américain a permis le maintien de prix élevés, attirant les capitaux vers la recherche et le développement de ressources pétrolières locales, et a ainsi augmenté les réserves. Mais dans le même temps, la politique favorisant la recherche et le développement à l'extérieur a amené un surplus de production au Moyen-Orient et une hausse des importations américaines. Le taux importation/production intérieure a évolué de 6.4 à 10.3% de 1948 à 1954. Le tarif douanier de \$0.105/baril n'était plus une barrière efficace contre les importations.

Pour des raisons stratégiques et en vue de favoriser les petits producteurs, le gouvernement américain instaura, en 1955, un premier programme volontaire bloquant les importations à 10.3% de la production intérieure ; en 1956, les importations étaient rendues à 13.1%. En 1957, le gouvernement essaya un autre programme volontaire qui échoua lui aussi.

Vu l'insuccès de ces deux tentatives, un programme obligatoire de quotas d'importations fut mis en place en 1959. Encore en vigueur actuellement, il favorise certains pays, dont le Canada. De 1939 à 1953, la politique américaine d'importation avait accordé un régime privilégié au Venezuela ; pendant le premier programme volontaire, ce fut le Canada ; lors du deuxième programme, aucun pays ne fut favorisé.

Depuis la mise en vigueur du programme obligatoire, l'administration interne de cette politique s'est beaucoup modifiée parce qu'elle ne donnait pas les résultats escomptés. En effet, les réserves par rapport à la production d'hydrocarbures ont diminué de 13 à 9.6 années. Le tableau suivant (Tableau 1) montre l'évolution du rapport réserves/production de 1951 à 1970. On constate une décroissance lente depuis 1961. Ces modifications ont entraîné des complications croissantes qui ont amené l'administration à étudier la situation de l'industrie pétrolière : à l'issue de cette étude, il a été proposé de refondre complètement le programme actuel d'importations. La solution choisie préconise une libéralisation des importations, une baisse des prix intérieurs et une politique continentale de l'énergie, qui engloberait le Canada et les États-Unis.

En 1967, les États-Unis et le Canada ont passé un accord tacite limitant les exportations canadiennes à 280 000 b/j en 1968 avec une augmentation annuelle de 26 000 b/j de façon à atteindre 358 000 b/j en 1970. Cet accord a été un échec. En effet, au début de 1970, les exportations aux États-Unis dépassaient de 100 000 b/j le maximum exigé. En mars 1970, un contingentement obligatoire limitant les exportations canadiennes à 395 000 b/j pour le premier trimestre 1970. Le 17 juin 1970, le président Nixon a haussé le maximum à 500 000 b/j.

Cette hausse s'explique par l'élévation des coûts de transport maritime qui rend les pétroles bruts canadiens plus intéressants, et par les besoins croissants des États-Unis.

TABLEAU 1

Rapport réserves/production du pétrole brut et des liquides extraits du gaz naturel
(en millions de barils, chiffres arrondis)

ÉTATS-UNIS			
Années	Réserves	Production	Taux
1951	32,192.6	2,481.4	13.0
1952	32,957.2	2,541.5	13.0
1953	34,382.7	2,614.5	13.2
1954	34,805.2	2,557.9	13.6
1955	35,450.7	2,739.7	13.0
1956	36,337.0	2,897.9	12.5
1957	35,987.8	2,911.4	12.4
1958	36,740.4	2,714.3	13.5
1959	38,241.2	2,868.5	13.3
1960	38,429.3	2,902.8	13.2
1961	38,808	2,974	13.0
1962	38,701	3,020	12.8
1963	38,644	3,109	12.4
1964	38,737	3,180	12.2
1965	39,376	3,242	12.1
1966	39,781	3,453	11.5
1967	39,991	3,682	10.8
1968	39,305	3,876	10.1
1969	37,775	3,931	9.6

Brut synthétique et conventionnel ensemble

Capacité productive : 75%

SOURCE : *Oilweek*, 22 avril 1968 et 19 avril 1971

II - AU CANADA

En 1940, 90% de la consommation canadienne était couverte par des importations en provenance des États-Unis, du Venezuela et de la Colombie ; en 1947, début de la production au Canada, les parts respectives de ces trois pays étaient 56%, 39% et 5% respectivement.

Durant les années 1950, les importations aux États-Unis se sont poursuivies, mais en quantités toujours décroissantes ; en 1961, elles sont devenues presque nulles ; en revanche, la part des importations en provenance du Venezuela s'accroît et passe au premier rang, devant celles du Moyen-Orient.

Le pétrole brut de l'Ouest canadien a vu son marché s'étendre progressivement vers l'Est jusqu'à l'Ontario.

En 1959, Sarnia sert de zone d'équiprix à l'industrie pétrolière. À cet endroit, les prix des pétroles bruts américain, canadien et étranger sont à parité.

Le tableau suivant (Tableau 2) reflète la situation des réserves et de la production au Canada pendant les années 1950 à 1970. Le taux réserves/production est considérablement supérieur à celui des États-Unis.

Les réserves sont multipliées par quatre, entre 1950 et 1960, au Canada, alors

TABLEAU 2

-Rapport réserves/production du pétrole brut et des liquides extraits du gaz naturel
(en millions de barils, chiffres arrondis)

CANADA			
Années	Réserves	Production	Taux
1950	1,203	28.4	45.1
1951	1,388	47.4	29.1
1952	1,745	61.1	29.1
1953	2,043	82.1	25.1
1954	2,416	87.1	27.1
1955	2,757	129.9	21.1
1956	3,129	172.0	18.1
1957	3,269	184.8	18.1
1958	3,650	170.9	21.1
1959	3,999	190.4	21.1
1960	4,217	199.6	21.1
1961	4,749	235	20.1
1962	5,176	268	19.1
1963	5,629	284	19.8
1964	7,065	312	22.6
1965	7,710	339	22.7
1966	9,061	366	24.8
1967	9,548	401	23.5
1968	10,018	433	23.2
1969	10,516	460	22.9

Brut synthétique et conventionnel ensemble

Capacité productive : 50%

SOURCE : *Oilweek*, 22 avril 1968 et 23 mars 1970

qu'elles croissent pendant cette période d'environ 18% aux États-Unis (cf. Tableau 1) soit un taux de croissance à peu près proportionnel à celui de la production.

Le tableau 3 présente la répartition de la demande de pétrole brut canadien. En 1955, les exportations commencent avec l'exemption du pétrole canadien, des contrôles du premier programme volontaire ; la croissance des exportations aurait pu être plus forte s'il n'y avait pas eu de réglementations visant le contingentement de la production en Alberta ; ces dernières ont contraint les compagnies intégrées à réduire leur production et à acheter du pétrole brut d'autres compagnies en leur transférant ainsi les bénéfices importants réalisés à ce stade.

Le deuxième programme volontaire a vu la chute des exportations canadiennes imputable en partie à l'annulation de l'exemption de contrôle, à la crise de Suez et à la récession américaine.

Devant la perte de leurs marchés d'exportation, les producteurs de l'Ouest ont exprimé l'intention de construire un oléoduc afin d'approvisionner le marché de Montréal ; les raffineurs de Montréal, des compagnies majeures, se sont montrés opposés à ce projet et ont demandé au gouvernement canadien d'agir auprès du gouvernement des États-Unis pour qu'il accorde une exemption de quotas aux exportations canadiennes. Le gouvernement américain, pour sa part, a craint qu'un arrêt brusque des importations du brut vénézuélien au Québec (soit une baisse de

TABEAU 3
Demande du pétrole brut canadien
 1951-1960

	<i>Districts I à IV¹</i>		<i>District V¹</i>		<i>Total É.-U.</i>	
	b/j	%	b/j	%	b/j	%
1951	0	0	1,300	1	1,300	1
1952	0	0	3,100	1.9	3,100	1.9
1953	0	0	6,000	3.1	6,000	3.1
1954	2,500	1	4,600	1.8	7,100	2.7
1955	31,100	9.3	15,900	4.8	47,000	14.0
1956	69,500	14.5	49,600	10.4	119,100	24.9
1957	83,800	16.9	57,700	11.6	141,500	28.5
1958	24,000	5.3	60,000	13.3	84,000	18.6
1959	36,400	7.2	55,100	10.9	91,500	18.1
1960	49,300	9.4	65,000	12.4	114,300	21.8

	<i>Ontario</i>		<i>Canada</i>		<i>Demande totale</i>	
	b/j	%	b/j	%	b/j	%
1951			129,276	99.0	130,576	100
1952	54,872	33.4	161,355	98.1	164,455	100
1953	62,888	32.1	189,988	96.9	195,988	100
1954	96,671	37.0	253,917	97.2	261,017	100
1955	106,435	31.8	287,810	86.0	334,810	100
1956	134,595	28.1	344,088	71.9	478,683	100
1957	137,000	27.6	347,000	69.8	496,800	100
1958	165,000	36.5	368,000	81.4	452,000	100
1959	198,000	39.2	414,000	82.0	505,000	100
1960	184,000	35.1	409,900	84.6	524,000	100

1951-56 : *Alberta Petroleum and Natural Gas Conservation Board and Saskatchewan Department of Mineral Resources* (Rapport Levy I) et *D.B.S. 45-204* (Ontario et Canada). Produits pétroliers raffinés.

¹ La délimitation des zones I à V aux États-Unis est donnée à l'annexe I.

16% des exportations de ce pays), n'entraîne un arrêt de la croissance économique et ne soit une cause d'instabilité politique dans cette région d'Amérique latine. L'exemption fut ainsi accordée contre l'assurance que l'oléoduc Edmonton-Montréal ne serait pas construit.

À la suite de la mise en place des recommandations de la Commission Borden, créée en 1957 pour étudier le manque de débouchés du pétrole canadien, les objectifs de la politique pétrolière du gouvernement ont été de développer les ventes du pétrole national en réservant les marchés de l'ouest de la vallée de l'Outaouais au pétrole canadien et ceux de l'est à l'importation. Le but visé est la saturation du marché réservé au pétrole local et sa protection totale contre les importations et même les transferts interprovinciaux de pétrole brut ou de produits finis.

Le développement des marchés d'exportations aux États-Unis est également souhaité : les grandes compagnies raffinant à Montréal exportent au moins autant aux États-Unis qu'elles n'importent à l'est du Canada.

Pour compléter cet objectif qu'est le développement des ventes du pétrole canadien, le gouvernement fédéral fixa deux minima de production à atteindre en 1961 et 1963, soit 640 800 b/j et 800 000 b/j. On peut dire qu'ils ont été atteints, la croissance de la production étant de 21% au lieu de 25% envisagés.

Depuis 1964, la politique pétrolière canadienne a eu à faire face à quelques problèmes dont :

- l'augmentation des infiltrations de produits finis et semi-finis légers en Ontario ;
- le manque de débouchés de la production canadienne, atténué maintenant par l'ouverture du marché américain ;
- la baisse récente des réserves.

L'Office national de l'Énergie autorise une certaine circulation de produits à travers la frontière de l'Outaouais, dans la mesure où cela correspond à une pénurie réelle et momentanée et constitue un ajustement. Certains utilisent ces possibilités pour augmenter les importations à l'ouest de la vallée de l'Outaouais. Seules les importations d'essence ont suscité des réactions de la part des raffineurs

TABLEAU 4

*Demande de pétrole brut canadien par les É.-U. et le Canada,
avec pourcentages en fonction de la demande totale
(en 1000 b/j)*

Années	District V		District I à IV		Total É.-U.	
	b/j	%	b/j	%	b/j	%
1961	90.8	14.4	94.2	15.0	185.0	29.4
1962	125.0	17.5	110.0	15.4	235.0	32.9
1963	126.0	16.6	122.0	16.1	248.0	32.7
1964	141.2	17.2	136.8	16.7	278.0	33.9
1965	147.0	16.8	151.0	17.3	298.0	34.1
1966	162.0	17.0	186.0	19.5	348.0	36.6
1967	194.0	18.8	224.0	21.7	418.0	40.5
1968	160.5	14.5	304.0	27.4	464.5	41.9
1969	207.7	17.1	342.0	28.2	549.7	45.4
1970	219.0	16.5	440.0	32.8	659.0	49.3

Années	Demande Ontario		Demande canadienne de brut canadien		Demande totale	
	b/j	%	b/j	%	b/j	%
1961	216.1	34.4	443.5	70.6	628.5	100
1962	233.0	32.7	478.0	67.0	713.0	100
1963	260.0	34.3	510.0	67.3	758.0	100
1964	279.7	34.1	541.6	66.1	819.6	100
1965	300.0	34.3	577.0	65.9	875.0	100
1966	311.4	32.7	603.2	63.4	951.2	100
1967	310.0	30.0	614.8	59.5	1032.8	100
1968	328.0	29.6	645.0	58.1	1109.5	100
1969	341.0	28.1	662.0	54.6	1211.7	100
1970	370.0	26.4	710.0	50.6	1369.0	100

SOURCE : *Oilweek*, 22 juillet 1968 et 19 juillet 1971.

ontariens. Le 7 mai 1970, le Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a modifié la politique pétrolière canadienne, donnant à l'Office national de l'Énergie l'autorisation de réglementer les importations et les exportations des essences.

Depuis 1964, deux événements ont réduit l'optimisme des producteurs canadiens : la signature de l'accord de 1967 et la décision unilatérale des États-Unis de réduire les importations au Canada. Néanmoins, récemment, la libéralisation des quotas canadiens, faisant suite aux négociations mondiales sont intervenues en 1971, entre les pays de l'OPEC¹ et les compagnies exploitantes, a permis de relancer la vente aux États-Unis.

Les réserves d'hydrocarbures depuis la mise en vigueur de la politique nationale du pétrole, croissent un peu plus rapidement que la production. En effet, le taux passe de 20 à 23 ans approximativement ; il reste plus de deux fois plus fort que celui des États-Unis, qui est de 9.6 ans en 1969. Néanmoins, et pour la première fois, l'année 1970 a vu la baisse de ce taux, correspondant avec une augmentation des réserves inférieure à la production de la même année.

TABLEAU 5

Importations de pétrole brut réparties suivant leur provenance en b/j

Années	Hémisphère occidentale				Hémisphère orientale			
	Québec-Maritimes		Québec		Québec-Maritimes		Québec	
	b/j	%	b/j	%	b/j	%	b/j	%
1961	226,777	63.3	179,712	65.6	131,720	36.7	94,168	34.4
1962	245,232	66.4	190,997	67.0	124,160	33.6	94,236	33.0
1963	256,939	64.3	195,882	64.9	131,693	33.0	95,116	31.5
1964	281,324	74.0	227,167	79.6	93,251	24.5	33,659	18.5
1965	246,228	62.7	184,096	63.6	142,543	36.3	101,443	35.1
1966	228,192	52.7	174,381	54.0	148,607	34.3	103,291	32.0
1967	297,955	66.9	238,634	71.1	123,397	27.7	89,365	26.6
1968	345,426	70.9	269,655	71.3	142,034	29.1	108,304	28.7
1969	357,629	68.7	271,407	68.6	163,066	31.3	124,362	31.4

Années	Non ventilé				Total	
	Québec-Maritimes		Québec		Québec-Maritimes	Québec
	b/j	%	b/j	%		
1961					358,497	273,880
1962					369,392	285,392
1963	10,978	2.7	10,978	3.6	399,610	301,978
1964	5,363	1.4	5,363	1.9	379,938	285,367
1965	3,962	1.0	3,715	12.8	392,733	289,255
1966	56,125	13.0	45,159	14.0	432,924	322,831
1967	24,168	5.4	7,662	2.3	445,520	335,662
1968					487,460	377,958
1969					520,695	395,768

SOURCE : DBS, Cat. 45-204 : Produits pétroliers raffinés.

¹ OPEC : Organisation des pays exportateurs de pétrole : Abu Dhabi, Algérie, Arabie saoudite, Indonésie, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Venezuela.

TABLEAU 6
Évolution des capacités de raffinage au Canada — 1959 à 1971
En pourcentage

Années	Ontario	Total ouest Outaouais	Québec	Maritimes	Total est Outaouais
1959	27.8	61.8	32.2	6.0	38.2
1960	28.7	62.8	31.4	5.8	37.2
1961	27.7	59.0	30.8	10.2	41.0
1962	27.1	58.3	30.8	10.9	41.7
1963	28.0	58.4	30.8	10.7	41.5
1964	29.7	58.7	29.9	11.4	41.3
1965	29.3	58.0	30.1	11.9	42.0
1966	29.0	56.8	31.8	11.4	43.2
1967	28.4	56.2	32.8	11.0	42.8
1968	28.5	60.1	30.1	9.7	39.8
1969	28.0	58.7	31.4	9.9	41.3
1970	27.3	57.5	32.9	9.6	42.5
1971 ¹	23.3	54.3	33.7	12.0	45.7
1971 Capacité bbl/j	370,000	863,250	535,600	190,900	726,500

¹ Prévision qui tient compte des nouvelles raffineries rentrant en activité ainsi que des extensions réalisées. *Oilweek*, numéro spécial sur le pétrole, 1970.

SOURCE : *Oil and Gas Journal*, « Report on Canadian Operating Refineries » (capacités au 1^{er} janvier de chaque année).

Depuis 1966, on assiste à un changement dans la demande de pétrole brut aux États-Unis. Jusque là, les zones pétrolières I à IV, d'une part, et V, d'autre part, importaient des volumes comparables ; cette situation s'est modifiée par la suite, et en 1970 la part des zones I à IV est le double de la zone V (cf. Tableau 4). La part de l'Ontario est très forte, correspondant à la moitié de la demande canadienne, elle croît légèrement plus vite que cette dernière.

III — AU QUÉBEC

Le Québec et les provinces atlantiques n'ont pas de production de pétrole et dépendent de l'extérieur pour leur approvisionnement.

Actuellement, ils importent tous leurs besoins en pétrole brut de l'extérieur du Canada. Les importations se répartissent entre celles en provenance de l'hémisphère occidental (Venezuela), à peu près 70% du total, et celles de l'hémisphère oriental, la balance, 30% (cf. Tableau 5).

Depuis 1959, on observe une certaine stabilité dans la répartition du raffinage en Ontario et au Québec. L'Est du Canada, globalement, voit cependant sa capacité augmenter par rapport à l'ouest (cf. Tableau 6). L'évolution du Québec montre le retard pris, même si on assiste à une croissance du raffinage proportionnelle à celle de l'ensemble canadien. En effet, le Québec a un taux de croissance de la consommation élevé, et, d'excédentaire, sa capacité de raffinage est devenue insuffisante depuis 1964, pour certains produits.

TABLEAU 7

Déficit du Québec en produits finis (en b/an)

<i>Catégories de produits finis</i>	<i>1963</i>	<i>1964</i>	<i>1965</i>	<i>1966</i>	<i>1967</i>	<i>1968</i>	<i>1969</i>
Naphte	63,415	96,475	207,256	246,851	261,586	200,082	177,327
Bases pétrochimiques	195,838	—	—	723,743	785,537	—	48,866
Gaz de pétrole liquéfiés	936,679	—	—	—	—	—	—
Essence à moteurs	—	—	—	—	—	—	—
Carburéacteur	—	—	679,009	803,354	1,326,341	1,511,202	1,604,908
Huile diesel	—	—	—	—	—	—	—
Kérosène, huile à poêle, carb. à tracteurs	—	—	—	57,003	—	—	—
Huiles légères	—	2,539,697	4,481,998	3,121,827	5,467,771	6,048,161	6,737,233
Huiles lourdes	4,819,160	9,529,250	14,052,251	14,331,690	16,592,933	15,522,326	17,751,349
Asphalte	—	—	—	—	—	—	—
Coke	—	—	—	—	—	—	—
Essence d'avions	—	—	—	—	—	—	—
Huiles et graisses lubrifiantes	—	—	—	—	—	—	—
TOTAL	6,015,092	12,165,422	19,417,514	19,284,468	24,434,168	23,281,771	25,819,683,

SOURCE : *D.B.S. Cat. 45-204*, produits pétroliers raffinés.

Dans le tableau précédent (Tableau 7), on remarque que les déficits les plus importants se trouvent être les huiles légères et lourdes qui en représentent près de 70% du total. Il faut noter, cependant, que pour plusieurs produits pétroliers, la production du Québec dépasse en quantité sa consommation. Ce déficit s'explique par la politique des raffineries qui cherchent à maximiser la production de produits blancs plus rémunérateurs.

DEUXIÈME PARTIE

RÔLE DE L'EST DU CANADA DANS LA FIXATION DES PRIX DU PÉTROLE BRUT EN AMÉRIQUE DU NORD

I - PRÉSENTATION DU CONCEPT DES PRIX INTERMÉDIAIRES

De l'analyse de l'évolution historique des marchés pétroliers en Amérique du Nord, il ressort que, malgré l'interdépendance de ceux-ci, due à une situation géographique donnée, les objectifs retenus pour le développement de l'industrie pétrolière dans chacun sont différents. D'une part, les États-Unis pour des raisons de sécurité ont favorisé le développement des réserves et de l'exploitation sur leur territoire même, afin de limiter les risques que représente une interruption d'approvisionnement en provenance de pays jugés peu stables politiquement. D'autre part, le Canada, disposant d'un marché intérieur restreint et éloigné géographiquement des sources d'approvisionnement, a cherché à développer les exportations vers les États-Unis pour profiter des avantages, en terme de prix, que constitue ce marché protégé.

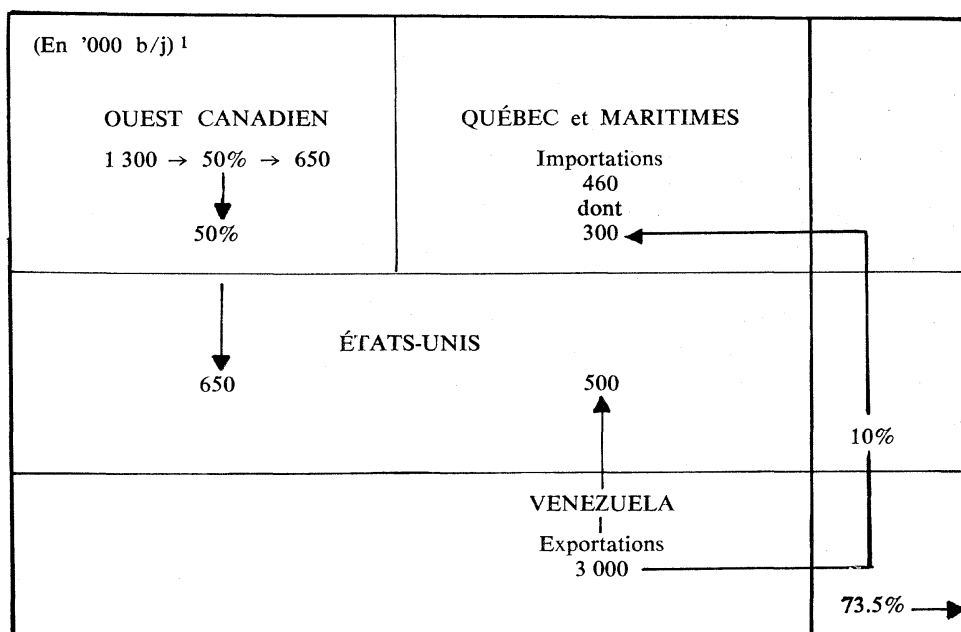
Les États-Unis ont donc, après plusieurs tentatives de programmes volontaires, instauré un système de quotas d'importation maintenant l'approvisionnement en pétrole brut étranger à un niveau voisin de 12% de la consommation intérieure. L'équilibre entre l'offre et la demande sur ce marché s'est donc réalisé au moyen de prix plus élevés de manière à encourager la recherche et à « rentabiliser » un grand nombre de puits marginaux.

En dehors de l'Amérique du Nord et des pays socialistes, les pays qui consomment le pétrole n'étant pas ceux qui le produisent, il existe un marché mondial caractérisé par d'importants mouvements de pétrole. Les pays de l'Europe occidentale et le Japon ne possèdent que très peu de pétrole dans leur sous-sol et ont intérêt à laisser jouer la concurrence entre les différents pays producteurs, tout en cherchant à s'assurer une sécurité d'approvisionnement. Le marché pétrolier libre est cependant restreint par les effets que peut avoir l'intégration de la plupart des compagnies pétrolières commercialisant elles-mêmes le pétrole qu'elles produisent. Ceci s'effectue par la vente des produits d'une filiale à une autre à un prix qui, s'il est peu éloigné relativement des prix mondiaux est en quelque sorte un prix sym-

bolique². Dans la plupart des pays, surtout pour certains pays consommateurs, la création de compagnies nationales privées ou publiques avait, entre autres, pour but d'obtenir de meilleurs prix. Les résultats obtenus ont été très divers et ont été largement tributaires des conditions du marché.

Quant au Canada, sa situation est très particulière : l'importance des réserves dans l'Ouest du pays est telle que la production est amplement suffisante pour satisfaire la demande nationale qui se trouve en majorité dans l'Est. L'éloignement des marchés canadiens du Québec et des Provinces maritimes par rapport aux sources de production, et la proximité du marché américain à haut niveau de prix, sont autant d'éléments qui contribuent à favoriser l'exportation vers les États-Unis et l'importation dans l'Est du Canada en provenance du marché mondial. C'est ainsi qu'en 1970, le système d'échange était le suivant :

GRAPHIQUE 1



¹ En chiffres arrondis.

SOURCE : D'après *Refined Petroleum Products* — BFS, cat. 45-204.

De tels échanges entre le marché mondial et le marché des États-Unis par l'intermédiaire du Canada en quelque sorte ne sont pas sans avoir des répercussions sur les prix. La proximité des marchés et le fait que les compagnies opérant sur chacun d'eux sont en grande partie et même ont contribué à l'établissement, dans l'Ouest du Canada, de prix voisins de ceux des États-Unis, et sur le marché de l'Est, de prix comparables à ceux du marché ontarien.

Dans l'Ouest, les producteurs bénéficient de la rareté relative du pétrole dans les régions des États-Unis proches de la frontière et sur des marchés importants comme celui de la zone V et de la région de Chicago. Le niveau de prix est tou-

² Voir Annexe 2 sur les prix, p. 676.

tefois limité par l'existence d'un marché d'importation libre dans l'Est du Canada, l'entrée de produits finis importés ou provenant de l'Est du Canada dans la zone réservée au pétrole canadien, et par le niveau des prix des produits finis au Québec et dans les Provinces maritimes.

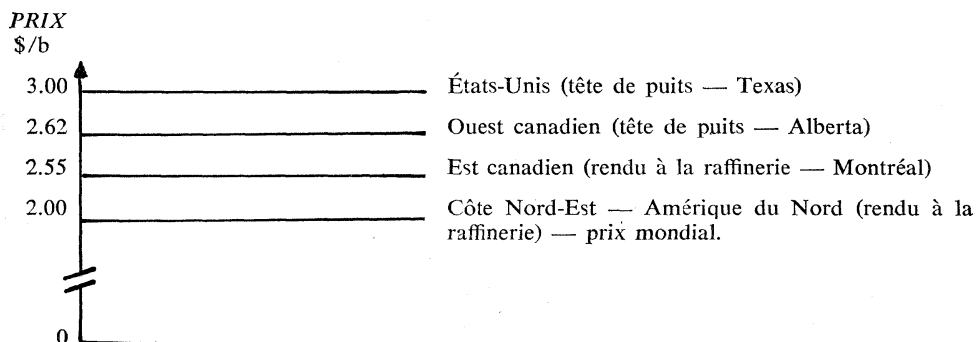
Dans l'Est, qui s'approvisionne en pétrole sur le marché mondial, les prix sont plus faibles qu'aux États-Unis, mais ont tendance à rejoindre ceux du marché ontarien afin de limiter les tensions et de profiter de la rente de situation. Ceci peut se faire de plusieurs façons ; soit, en disposant de pétrole brut à un prix intermédiaire entre celui du marché mondial et celui de la zone voisine approvisionnée en pétrole canadien, soit en établissant les prix des produits finis à un niveau de celui de la zone voisine. En effet, jusqu'à un certain niveau proche de prix, la demande de certains produits pétroliers (essence à moteur, huile de chauffage) est inélastique soit par manque de produits substituables comme le gaz naturel soit parce que le prix des autres formes d'énergie n'est pas concurrentiel. Seule la concurrence entre les distributeurs et celles des produits importés limitent la tendance des prix à s'aligner avec les prix plus élevés de la zone voisine.

En terme de structure des prix, la situation actuelle permet de maximiser les revenus sur les divers marchés en tenant compte des situations géographiques des réserves et des marchés de consommation. La proximité des différents marchés, qui sont en quelque sorte protégés, limite la concurrence, d'autant plus que le nombre de vendeurs est restreint et que l'on se trouve en situation d'oligopole.

On constate ainsi pour les prix du pétrole brut, soit à la tête de puits pour les zones de production, soit à l'entrée des raffineries, pour les zones de consommation, l'existence de palliers depuis les prix mondiaux jusqu'aux prix aux États-Unis, que l'on peut représenter schématiquement de la manière suivante :

GRAPHIQUE 2

*Prix du pétrole brut en Amérique du Nord (1969)
(par baril)*



En 1969, pour un brut de 31° API dans la zone de prix directeurs du Texas, le prix de référence était de \$3 par baril ; dans l'Ouest du Canada, il était de \$2.67, et, à Montréal, le prix moyen pour l'ensemble du pétrole brut à l'entrée des raffineries était de \$2.60. Un approvisionnement au prix mondial serait de l'ordre de \$2 par baril sur la Côte Nord-Est de l'Amérique du Nord. Le relatif cloisonnement des marchés en Amérique du Nord, lié à un type d'industrie intégrée, présenté sur

les différents marchés et dont les agents sont en petit nombre, introduit une limite à la concurrence et, en favorisant la maximisation des revenus sur les divers marchés, introduit une structure en escalier des prix du pétrole brut.

La variation des niveaux de prix dépend de changements internes ou externes à chacun des espaces où ils s'appliquent et il est intéressant de voir comment, dans le passé, les différents prix se sont ajustés.

II - ÉVOLUTION DES NIVEAUX DE PRIX DU PÉTROLE BRUT

Afin de mettre en évidence la structure des prix en escalier et son évolution dans le passé, on a considéré un certain nombre de pétroles bruts témoins et leurs variations de prix depuis 1958.

Les prix retenus sont ceux affichés pour l'Amérique du Nord, le golfe Persique et l'Amérique du Sud, le prix moyen d'un baril de pétrole brut rendu à Montréal et le prix moyen d'un baril de pétrole brut disponible sur la côte Nord-Est de l'Amérique du Nord.

On sait que les prix affichés, notamment pour le golfe Persique et l'Amérique du Sud, ne servent que de valeur de référence, pour certains fiscaux, à partir de laquelle des rabais parfois importants sont consentis. Leur valeur représente cependant les tendances qui se dégagent, à moyen terme, sur le marché mondial. Le prix moyen du baril de pétrole brut rendu à Montréal a varié dans le temps de \$2.65 à \$2.55, décroissant lentement. Quant au baril de pétrole brut disponible sur la Côte Nord-Est d'Amérique du Nord, compte tenu des rabais existant sur le marché mondial, on peut en estimer la valeur à environ \$2 par baril au cours de cette période, avec une valeur probablement plus importante au début des années soixante, et proche de \$2.20 par baril.

Afin d'avoir une homogénéité quant aux prix utilisés, on a choisi un pétrole de référence de densité comprise entre 31 et 31.9° API³.

Les pétroles retenus sont les suivants :

AMÉRIQUE DU NORD

d e [31-31.9°] API

États-Unis

Louisiane : Lake Washington

Texas : West Texas (sour)

Canada

Alberta : Redwater

GOLFE PERSIQUE

Iran : Abadan

Koweït : Almina

AMÉRIQUE DU SUD

Venezuela : Tia Juana

³ Le degré API est relié à la densité normale par la formule :

$$\frac{d^{20^{\circ}}}{15^{\circ}} = \frac{141.5}{131.5 + \text{degré API}}$$

TABLEAU 8

Variations des prix/baril du pétrole brut de 31° API, de 1958 à 1971

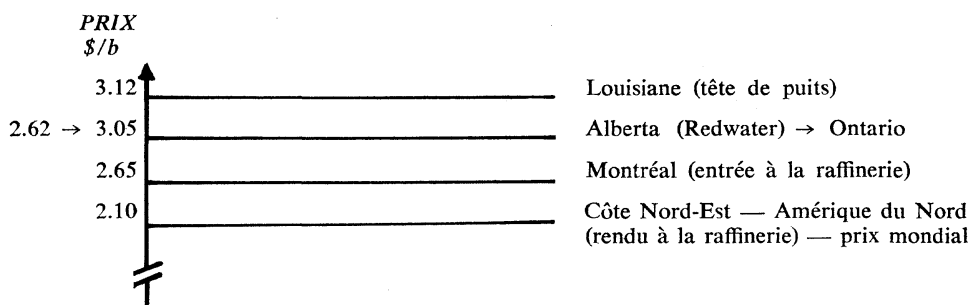
Années	AMÉRIQUE DU NORD					
	États-Unis				Canada ⁴	
	Louisiane ¹		Texas ²		Alberta ³	
	Prix	Date	Prix	Date	Prix	Date
1958	3.27	1/1	2.84	31/12	2.61	1/1
	3.17	8/8			2.54	12/4
	3.12	29/8				
1959			2.68	1/2	2.42	24/3
1961					2.52	11/9
1962					2.62	10/5
1963						
1966			2.77	1/8		
1967			2.82	1/1		
1969	3.17	1/3	3.02	25/2		
	3.22	22/2				
	3.32	19/4				
1970						
1971	3.57	2/71	3.27	2/71	2.92	2/71
					2.67	4/71
Années	GOLFE PERSIQUE				AMÉRIQUE DU SUD	
	Iran		Koweït		Venezuela	
	Abadan		Almina		Tia Juana	
	Prix	Date	Prix	Date	Prix	Date
1958	1.80	1/1	1.85	1/1	2.80	1/1
1959	1.62	13/2	1.67	13/2	2.65	6/2
					2.55	4/4
1961	1.58	1/1	1.59	1/1		
1962					2.52	24/9
1963					2.55	13/2
1966						
1967						
1969						
1970	1.67	12/70	1.68	12/70		
1971	2.07	3/71	2.08	3/71	3.15	8/3

SOURCE : *Platt's Oil Price, Handbook and Oilmanac*, années 1958 à 1970.*Platt's Oil Price Service*, juin 1971.¹ Louisiane : Lake Washington² Texas : West Texas (sour)³ Alberta : Redwater⁴ Canada : \$ can. — \$1.00 US — \$1.075 can. jusqu'en 1969. À partir de 1970, le dollar canadien est flottant et sa valeur se rapproche de celle du dollar américain.

Le tableau 8 donne l'évolution des prix affichés de ces différents pétroles depuis 1958.

On constate que les États-Unis ont un niveau de prix beaucoup plus élevé que celui des autres pays et que les prix du pétrole canadien de l'Ouest, après avoir décliné à la fin des années cinquante, ont augmenté en 1961, et se sont stabilisés en 1962 (Redwater \$2.62/b), après la mise en place de la politique nationale du pétrole. Leur augmentation, due à la création d'un marché protégé pour le pétrole canadien, a cependant été limitée par la baisse des prix en 1959 et 1961 sur le marché mondial. En 1962, l'escalier des prix était le suivant :

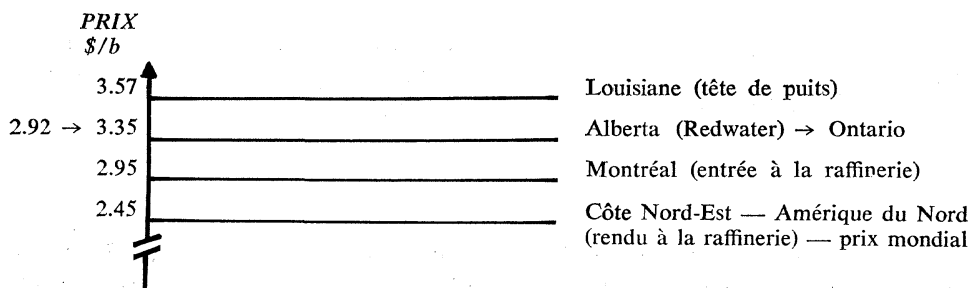
GRAPHIQUE 3
(1962)



À partir de 1966 et jusqu'en 1969, les prix ont augmenté, d'abord au Texas, en 1966-1967, puis en 1969 au Texas et en Louisiane, sans répercussions sur le marché canadien ; le marché mondial favorise à cette époque les acheteurs sauf pendant la crise de Suez, en 1967, qui a vu grimper les taux de fret dans des proportions importantes, par suite de la fermeture du canal de Suez et de la pénurie momentanée de transporteurs qui en est résultée.

En 1970, une hausse de 9 cents dans le golfe Persique n'a pas de répercussion sur les autres marchés. En 1971, une augmentation générale de 25 cents aux États-Unis est l'occasion d'une augmentation de 30 cents dans l'Ouest canadien, favorisée par une élévation générale des prix, suite aux accords de Téhéran et aux autres accords signés par les pays méditerranéens, le Nigeria et le Venezuela. Le nouvel escalier de prix est devenu le suivant :

GRAPHIQUE 4
(1971)



On constate ainsi l'influence non négligeable qu'a l'Est du Canada, approvisionné en pétrole brut importé, sur le niveau des prix dans l'Ouest du Canada. Une hausse sur le marché américain n'implique une hausse du prix du pétrole canadien que si celle-ci est faible ou si les prix mondiaux montent également. Inversement, une hausse sur le marché mondial se transmettant à l'Est du Canada peut permettre au pétrole brut canadien d'être coté à un niveau de prix supérieur à la fois à ceux des États-Unis et du Canada.

De telles variations, et la structure des prix en escalier telle qu'elle existe actuellement, sont le résultat des réglementations prises au Canada et aux États-Unis pour augmenter la production ou assurer la sécurité d'approvisionnement. Une telle situation peut-elle se maintenir à l'avenir compte tenu de la relative pénurie d'énergie aux États-Unis et des découvertes effectuées dans l'Alaska et le Nord canadien ?

On va examiner en troisième partie les différentes évolutions possibles et les répercussions sur la structure des prix en escalier.

TROISIÈME PARTIE

PROSPECTIVE SUR LE MAINTIEN DE L'ÉCHELLE DES PRIX EN AMÉRIQUE DU NORD

Suivant que l'on se trouve dans le cadre d'un *statu quo* des politiques actuelles ou dans le cadre d'une politique continentale nord-américaine correspondant à la mise en commun des diverses sources d'énergie, l'évolution de l'actuel système des prix se fera différemment.

I - DANS LE CADRE D'UN « STATU QUO » DES POLITIQUES ACTUELLES

Là encore, il est possible d'envisager deux hypothèses : la zone de prix directeur reste là où elle est actuellement en Amérique du Nord, c'est-à-dire dans la zone Louisiane-Texas, ou elle est transférée à la zone Arctique canado-américaine.

A - Texas-Louisiane, zone de prix directeur en Amérique du Nord

Compte tenu des réserves de pétrole brut en place dans ces deux États, représentant respectivement 13 063 182 000 barils et 5 689 150 000 barils au 1^{er}

janvier 1971, soit plus de 63% de l'ensemble des réserves des États-Unis, ceux-ci jouent actuellement le rôle de zone de prix directeur pour les pétroles bruts américains.

1. CONSÉQUENCES D'UNE VARIATION DE PRIX SUR LE MARCHÉ MONDIAL

Une variation de prix sur le marché mondial hors du marché nord-américain peut avoir plusieurs origines et se faire de plusieurs manières. Historiquement, bien qu'un certain nombre de variations se soient faites progressivement par l'ajustement de l'offre et de la demande sur les différents marchés, dans certains cas des hausses ou des baisses importantes ont suivi des événements tels qu'une guerre, une modification du régime de la fiscalité, etc.

En cas de baisse sur le marché mondial, la structure des prix ne variera probablement pas sur le marché nord-américain. En cas de hausse et suivant l'ampleur de celle-ci, les prix resteront stables ou augmenteront de manière à assurer notamment dans le long terme la sécurité d'approvisionnement en relançant l'incitation à l'exploration. Pour les deux zones canadiennes, la zone ouest aura des réactions très voisines de celles des États-Unis, la zone est subissant les mouvements sur le marché mondial pour son approvisionnement.

2. CONSÉQUENCES D'UNE VARIATION DE PRIX DANS LA ZONE DE PRIX DIRECTEUR EN AMÉRIQUE DU NORD

Une variation de prix dans l'actuelle zone de prix directeur devrait plus probablement être une hausse dans l'avenir, bien que l'on puisse imaginer des périodes d'une baisse intervenant après de trop fortes hausses. L'ajustement progressif des prix du pétrole brut dans cette zone rend cependant cette hypothèse peu probable. En cas de hausse généralisée aux États-Unis, une variation dans le même sens et probablement du même ordre de grandeur, mais modérée par la situation de l'offre et la demande du pétrole brut canadien, serait enregistrée dans la zone ouest du Canada.

Il ne s'ensuivrait pas nécessairement une hausse des prix sur le marché mondial et par conséquent dans l'Est canadien approvisionné à cette source.

Les importations des États-Unis étant limitées, une augmentation du prix sur le marché interne ne peut induire une modification de la demande sur le marché mondial. Néanmoins, une augmentation sur le marché nord-américain peut amener un raffermissement des prix mondiaux, par suite de l'existence d'une augmentation de la quantité de pétrole brut et de produits finis importés et de la situation mondiale de l'offre et de la demande aux offreurs. L'accroissement du prix peut même, dans certains cas, être supérieur dans le monde à celui du marché américain par suite d'un déséquilibre plus important entre l'offre et la demande et de la situation sur le marché du transport mondial.

Dans chacun de ces deux types de situations possibles, les répercussions dans la zone ouest du Canada sont semblables à celles intervenant sur le marché américain, si l'augmentation n'est pas trop importante, et dans la zone est du Canada, à celles sur le marché mondial. Seule donc la différence de prix entre les deux zones

va varier. Dans le premier cas, elle aura tendance à diminuer, dans le second, à augmenter.

B - Arctique et Alaska, zone de prix directeur

1. EXAMEN DES POSSIBILITÉS

Les découvertes de pétrole brut dans l'Alaska et dans l'Arctique paraissent devoir tenir une place importante dans le futur. Les premiers gisements importants ont été trouvés en Alaska dans la zone de la baie de Prudhoe et, après inventaire, les réserves en place ont été incorporées à l'ensemble de celles des États-Unis. Au 1^{er} janvier 1971, les réserves trouvées étaient de 39 801 335 000 barils ; l'accroissement principal étant dû aux 9.6 milliards de barils de l'Alaska. Les parts relatives de la zone Louisiane-Texas et de l'Alaska sont alors respectivement de 47.5% et 25.6%.

Depuis les premières découvertes, l'activité de forage s'est ralentie en Alaska à la suite des difficultés d'évacuation du pétrole brut et du gaz naturel. Les recherches devraient reprendre avec le début de la construction des conduites de transport et de nouveaux gisements seront probablement découverts. Dans l'Arctique canadien, les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon, des réserves potentielles existent que la *Canadian Petroleum Association* a estimées à environ 44 milliards de barils.

Lorsque les problèmes techniques et écologiques auront été résolus de manière à permettre l'exploitation du pétrole brut dans ces régions, celles-ci, compte tenu des débits importants obtenus à ce jour dans les puits découverts (en moyenne 4 000 b/j initialement), deviendront une zone de prix directeur, limitée cependant par l'éloignement des marchés et la part commercialisée sur le marché américain.

2. CONSÉQUENCES EN CAS D'EXPORTATIONS VERS D'AUTRES CONTINENTS

Dans ce cas, une partie de la production de la zone Alaska-Arctique serait exportée vers d'autres continents. Compte tenu de la demande sur le marché mondial et de la mise en marché progressive de ces gisements, il est peu probable que des changements importants se produisent dans la structure des prix mondiaux. À moyen terme les prix seront relativement stables.

Une variation des prix sur le marché mondial qui, compte tenu des données actuelles, serait plus certainement en hausse, se traduirait, suivant l'importance des quantités vendues dans le monde, par une hausse des prix dans la zone Arctique, pouvant se répercuter sur les prix nord-américains. Une hausse régulière et progressive dans le monde ne se traduirait pas nécessairement par un accroissement des prix aux États-Unis et dans la zone ouest du Canada.

Une variation des prix sur le marché des États-Unis pourrait avoir une répercussion sur les prix mondiaux par le biais des bruts exportés de l'Arctique, celle-ci n'est cependant pas automatique, dépendant de la situation générale de l'offre et de la demande dans le monde et principalement des possibilités de substitutions de pétrole brut dans les zones qui seraient approvisionnées par celui de l'Arctique.

3. CONSÉQUENCES AU CAS OÙ IL N'Y AURAIT PAS D'EXPORTATIONS VERS D'AUTRES CONTINENTS

Cette situation est peut-être la plus probable compte tenu des besoins des États-Unis et du haut niveau de prix qui existe en Amérique du Nord assurant une rentabilité élevée pour un pétrole brut dont le coût de production a été estimé entre 18 et 26 cents par M. A. Adelman (cf. *Bibliographie*). Cependant à ce jour, les réserves découvertes en Alaska représentent un peu moins de trois fois la production des États-Unis pour l'année 1970.

Dans ce cas, le pétrole brut de cette zone sera, en quelque sorte, un élément de stabilisation des prix du pétrole brut en Amérique du Nord, limitant la hausse qui aurait été nécessaire par suite de la diminution continue du nombre d'années de réserves dans les autres États.

En cas de hausse des prix sur le marché mondial, les gisements de la zone Alaska-Arctique permettront de limiter la hausse sur le marché américain en diminuant la quantité de pétrole brut importé aux États-Unis. Dans ce cas, les prix dans l'Ouest canadien augmenteront moins que les prix d'approvisionnement dans l'Est canadien.

Dans chacun des cas précédents, la structure des prix reste pratiquement la même : marché américain — Ouest canadien — Est canadien — marché mondial, seuls les niveaux relatifs de prix à l'intérieur de ces zones vont se modifier. La mise en valeur des gisements de l'Alaska et de l'Arctique permettra de garder une échelle de prix raisonnables et sans trop de tensions. En l'absence d'une telle commercialisation, les prix sur le marché américain et donc l'Ouest canadien atteindraient un niveau tel que la différence avec le prix de l'Est canadien et le prix du marché mondial serait trop importante pour être maintenue telle quelle, limitant la hausse dans la zone ouest du Canada.

Il apparaît donc que, dans le cadre d'un *statu quo* des politiques actuelles, l'apparition d'une nouvelle zone de prix directeur aux États-Unis, particulière parce qu'elle est éloignée des centres de consommation et soulève des problèmes de transport inhabituels, permet d'éviter les trop grandes tensions qui se manifestent par l'existence de différences de prix importantes entre les divers marchés étudiés.

En l'absence d'un tel changement sur la zone de prix directeur et dans le cadre d'une politique de limite d'importations aux États-Unis, la hausse des prix serait telle que des écarts importants se creuseraient entre les différents niveaux de prix, notamment au Canada. De plus, ceux-ci seraient d'autant plus larges que les changements sur le marché mondial seraient de moindre importance, ce qui reste cependant peu probable.

II — DANS LE CADRE D'UNE POLITIQUE CONTINENTALE NORD-AMÉRICAINE

Par suite de la diminution des réserves dans les États des États-Unis situés au sud du Canada, de l'importance relative des réserves canadiennes de l'Ouest

et de la découverte de nouvelles réserves en Alberta et probablement, dans le futur, dans le Nord canadien, des propositions ont été faites à plusieurs reprises de part et d'autre de la frontière pour établir une politique continentale nord-américaine.

Une des routes naturelles pour l'évacuation du pétrole brut de l'Alaska passe par la vallée du Mackenzie pour approvisionner les régions des États-Unis actuellement importatrices près de la frontière canadienne. Les différences de prix actuellement observées sur ces marchés entre le pétrole brut originaire des États-Unis et celui venant du Canada sont de l'ordre de 10 à 50 cents suivant les qualités et les centres de destination, ce qui rend fort intéressant, pour les raffineries américaines de cette région, le pétrole brut canadien.

La mise en place d'une politique continentale postule, selon les demandes qui ont déjà été formulées, l'abandon de la politique de libre accès au marché mondial pour la zone de l'Est canadien, ce qui se justifierait par des raisons de sécurité d'approvisionnement pour les États-Unis.

Les importations seraient alors remplacées par du pétrole brut venant de l'Ouest ou éventuellement de l'Est si les découvertes y sont suffisantes. Les différences de prix entre les diverses régions de l'Amérique du Nord seraient supprimées, l'influence du marché mondial se ferait moins sentir et seulement à proportion des importations admises de pétrole brut et de produits finis. Les prix de production après étude des possibilités de répartition sur les différents marchés s'établiront de manière à se trouver à parité avec le prix le plus élevé disponible sur chaque marché.

Compte tenu de la distance et ainsi que la zone de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis, l'Est canadien, en l'absence de découvertes à proximité de ce marché, aura un niveau de prix supérieur à celui de l'Ouest.

A – Offre pétrolière nord-américaine suffisante pour satisfaire la demande, l'Est canadien compris

Au 1^{er} janvier 1971, la somme des réserves du Canada et des États-Unis était de 48 360 315 000 barils soit, au rythme de la production de 1970, 12,8 années de réserves. L'apport des réserves canadiennes n'est donc pas actuellement suffisant pour pallier la diminution de celles des États-Unis et l'augmentation de la demande. Il faut de plus considérer que l'approvisionnement de l'Est canadien nécessiterait une production supplémentaire de l'ordre de 256 millions de barils, ce qui porterait la production canadienne de 438 à 694 millions de barils, et ramènerait les disponibilités nord-américaines à 12 années de réserves.

Une telle politique n'est donc possible qu'avec une augmentation importante du prix du pétrole brut afin d'accroître la rentabilité des productions marginales et d'inciter au développement de la recherche de nouveaux gisements de manière à maintenir un rapport suffisant entre les réserves en place et la production.

1. CONSÉQUENCE D'UNE VARIATION DE PRIX EN AMÉRIQUE DU NORD

Dans la situation actuelle de l'économie mondiale et avec l'accroissement rapide de la demande exigeant la découverte de réserves en quantités toujours plus

importantes, la variation de prix possible ne peut être qu'une hausse. Celle-ci s'effectuera dans la zone de prix directeur lorsque les réserves diminueront de telle façon que l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché ne sera plus assuré. Une telle hausse trouve cependant ses limites dans la concurrence des autres formes d'énergie qui comme l'énergie nucléaire où les sables bitumineux, après traitement, deviendront d'autant plus rapidement rentables que la hausse des prix du pétrole brut sera plus importante.

Le marché s'étant relativement fermé, une hausse interne ne devrait pas avoir de répercussions sur le marché mondial, si l'équilibre entre l'offre et la demande sur ce marché reste stable.

2. CONSÉQUENCE D'UNE VARIATION DE PRIX SUR LE MARCHÉ MONDIAL

Une hausse de prix qui est, là encore, l'hypothèse la plus probable compte tenu de l'accroissement de la demande et de la situation géopolitique des réserves, n'aura pas de répercussions directes sur le marché nord-américain qui devrait, de toute façon, avoir un niveau de prix plus élevé que le reste du monde. Elle peut cependant être l'occasion d'une hausse des prix américains si l'équilibre entre l'offre et la demande n'est pas stabilisé et si, comme on l'a vu précédemment, la concurrence des autres formes d'énergie ne peut encore se faire sentir complètement.

B – Offre pétrolière nord-américaine suffisante pour satisfaire la demande, l'Est canadien non compris

Ceci paraît être la situation actuelle si l'on constate que le nombre d'années de réserves n'est que 12.8 pour une production qui est celle de l'année dernière. Elle devrait se poursuivre comme solution transitoire tant que les formes d'énergie alternatives mentionnées auparavant ne sont pas encore reconnues rentables de manière définitive. La sensibilité à une hausse des prix sur le marché mondial demeure importante malgré un niveau de prix plus élevé dont la stabilité sera souvent remise en question par suite de l'inflation continuelle et de l'augmentation rapide de la demande. Dans cette hypothèse, il est possible que l'Est canadien continue à s'approvisionner sur le marché mondial, des garanties étant données pour la sécurité d'approvisionnement (stabilité des flux, stockages massifs). La situation des divers prix en Amérique du Nord sera alors très voisine de celle décrite précédemment dans cette étude (I-A) bien que les écarts qui se manifesteront entre eux ont tendance à s'élargir. La pression sera alors très forte pour la recherche de gisements dans l'Est canadien afin de diminuer en partie les tensions qui pourraient se manifester.

1. CONSÉQUENCE D'UNE VARIATION DE PRIX EN AMÉRIQUE DU NORD

On suppose que cette variation sera une hausse dont les répercussions sur le marché mondial seront fonction de l'importance des importations de produits finis et de pétrole brut sur le continent nord-américain et des modifications qu'une telle

hausse pourrait entraîner. Si l'on n'escompte pas de hausse sur le prix mondial, celle sur le marché nord-américain peut être modérée au départ.

2. CONSÉQUENCE D'UNE VARIATION DU PRIX SUR LE MARCHÉ MONDIAL

Une hausse des prix sur le marché mondial peut être l'occasion d'une hausse sur le marché nord-américain si, comme dans le cas précédent, les échanges entre les deux marchés atteignent une part importante du dernier et si la hausse intervient à un moment où l'offre et la demande ne sont plus équilibrées au niveau des prix pratiqués.

La part plus ou moins importante d'échanges entre les marchés nord-américain et mondial rend plus ou moins sensible le niveau des prix sur un marché, aux mouvements qui se manifestent sur l'autre. Leur situation est cependant différente car, si dans le cas du premier, les centres de production et de consommation sont jusqu'à ce jour situés dans le même cadre géographique, pour le second, ces mêmes centres sont distincts et mis en communication par le transport maritime.

L'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché mondial dépend actuellement plus de la disponibilité de moyens de transport et de données politiques que de l'état des réserves dans le monde, qui comparé avec la situation des États-Unis, paraît satisfaisant.

La position géographique du Canada le met dans la situation du marché américain pour la partie ouest du pays mais avec un nombre d'années de réserves voisin de 20 et dans celle du marché mondial pour la partie est. La distance des zones de production et de consommation est, en effet, telle que l'exportation vers les États-Unis et l'importation dans la partie est sont plus avantageuses que l'approvisionnement de cette dernière en pétrole de l'Ouest canadien.

Les mouvements des prix dans ces deux zones n'obéissent donc pas forcément aux mêmes lois et toute variation à l'intérieur de l'une qui ne se traduit pas par une variation dans l'autre peut créer dans certains cas des différences de prix génératrices de tension. Une hausse de prix plus élevée sur le marché américain que sur le marché mondial peut amener un élargissement entre les niveaux de prix dans les deux zones canadiennes.

GRAPHIQUE 5

Dans le cadre d'un statu quo des politiques actuelles

Louisiane-Texas Zone de prix directeur					Arctique-Alaska Zone de prix directeur				
Variation du prix sur le marché mondial :	É.-U.	OUEST CANADA	EST CANADA	MONDE		É.-U.	OUEST CANADA	EST CANADA	MONDE
— hausse	- ou ↗	- ou ↗	↗	↗	Exportations	- ou ↗	- ou ↗	↗	↗
— baisse	—	—	- ou ↘	↘	Non-exportations	- ou ↗	- ou ↗	↗	↗
Variation de prix dans la zone de prix directeurs en Amérique du Nord :									
— hausse	↗	- ou ↗	- ou ↗	- ou ↗	Exportations	↗		- ou ↗	- ou ↗
— baisse	↘	- ou ↘	- ou ↘	- ou ↘	Non-exportations	↗		- ou ↗	- ou ↗

☐ Correspond à la zone origine de la variation de prix

— Stabilité
 ↗ Augmentation
 ↘ Diminution

GRAPHIQUE 6

Dans le cas d'une politique continentale nord-américaine

Offre nord-américaine suffisante pour satisfaire la demande			Offre nord-américaine suffisante pour satisfaire la demande		
Marché mondial	Marché nord-américain		Marché mondial	Est canadien	Ouest canadien
- ou ↗	↗		- ou ↗	- ou ↗	↗
↗	- ou ↗	↗	↗	↗	- ou ↗

QUATRIÈME PARTIE

IMPACT SUR LE SYSTÈME D'ÉCHELLE DE PRIX D'UNE DÉCOUVERTE PÉTROLIÈRE DANS L'EST DU CANADA

Les possibilités d'une découverte pétrolière dans l'Est du Canada ne sont pas négligeables. Selon les estimations de la *Canadian Petroleum Association*, les réserves potentielles sont les suivantes pour les zones concernées.

Plateau continental de l'Est du Canada	24 750 MM barils
Golfe du Saint-Laurent	2 175 MM barils
Soit un total de :	26 925 MM barils

Une découverte dans ces zones aura une répercussion sur les conditions d'approvisionnement actuelles.

À l'heure actuelle, les raffineries en opération et prévues dans cette zone sont les suivantes :

QUÉBEC :		
<i>British Petroleum B.P.</i>	75,000 b/j	Montréal
<i>Gulf Oil Canada</i>	67,500 b/j	Montréal
<i>Imperial Oil</i>	93,100 b/j	Montréal
<i>Petrofina Canada</i>	53,000 b/j	Montréal
<i>Shell Canada</i>	100,000 b/j	Montréal
<i>Texaco Canada</i>	61,000 b/j	Montréal
<i>L'Aigle d'Or (Golden Eagle)</i>	100,000 b/j	Québec
TOTAL	549,600 b/j	
NOUVEAU-BRUNSWICK :		
<i>Irving</i>	45,000 b/j prévu 100,000 b/j	St-Jean
NOUVELLE-ÉCOSSE :		
<i>Gulf Oil Canada</i>	60,000 b/j	Point-Tupper
<i>Imperial Oil</i>	61,100 b/j	Dartmouth
<i>Texaco Canada</i>	13,500 b/j	Halifax
TOTAL	134,600 b/j	
TERRE-NEUVE :		
<i>L'Aigle d'Or (Golden Eagle)</i>	13,000 b/j	Holyrood
<i>Shaheen</i>	prévu 100,000 b/j	Shaheen
TOTAL	113,000 b/j	
TOTAL GÉNÉRAL	896,000 b/j	
dont prévu 115,000 b/j		

On peut estimer que vers 1973-74, une capacité de raffinage de l'ordre de 900 000 b/j sera installée dans l'Est canadien.

Une première estimation du rapport réserves potentiel production donne un nombre d'années de réserves maximal de 82. Ce chiffre ne représente qu'une limite. En fait, les découvertes de gisement se font progressivement et à ce jour aucun gisement de taille importante n'a été découvert dans cette zone.

L'impact d'une découverte sera cependant différent suivant la taille du gisement. On a ainsi identifié trois types de situations possibles :

- une production faible ou régionale ;
- gisements suffisants pour approvisionner l'Est canadien ;
- gisements de taille nationale ou internationale.

I – PRODUCTION FAIBLE OU RÉGIONALE

Le problème se pose en des termes différents suivant que l'inventeur est ou non propriétaire d'une raffinerie.

A – Inventeur propriétaire d'une raffinerie dans la zone

Dans ce cas, il est probable que le pétrole brut découvert sera acheminé vers la raffinerie la plus proche appartenant à l'inventeur. Compte tenu de la faible importance de la production, le prix du brut sera à parité avec celui importé et le système de prix nord-américain ne subira pas de modification.

B – Inventeur non propriétaire d'une raffinerie dans la zone

1. EN CAS DE NON-INTERVENTION POLITIQUE

Le prix de vente qui sera proposé peut être dans ce cas égal ou inférieur aux prix actuels suivant les parties en cause. Le prix de revient du pétrole jouera un rôle non négligeable. Il peut s'ensuivre plus facilement une baisse de prix dans les Provinces maritimes qu'au Québec, par suite de l'interrelation plus faible entre ces marchés qu'entre ceux du Québec et de l'Ontario.

2. EN CAS D'INTERVENTION POLITIQUE

Une intervention peut se faire pour déterminer éventuellement une fourchette de prix compte tenu des coûts de production et de transport. Le système de prix, dans ce cas encore, devrait rester stable avec un rapprochement possible du prix dans les Provinces maritimes avec les prix mondiaux.

II – GISEMENTS SUFFISANTS POUR APPROVISIONNER L'EST CANADIEN

Suivant qu'une intervention politique se manifeste ou non, la situation peut évoluer différemment compte tenu de la demande de pétrole dans la zone Est des États-Unis.

A – Non-intervention politique

Les conditions d'exploitation et les différents coûts de production et de transport sont autant d'éléments qui détermineront le prix du pétrole brut sur le marché. Il est probable que ce pétrole se substituera en tout ou en partie à celui importé, et ce de façon progressive. Il est possible que le prix sur le marché, par suite de la concurrence qui va jouer, soit plus bas que celui actuellement en vigueur, ou tout au moins le stabilise.

Les prix dans la zone est seront donc stabilisés pour une assez longue période. En cas de hausse des pétroles américains ou canadiens, des pressions peuvent apparaître sur les prix dans l'Est, l'offre du marché mondial devrait dans ce cas jouer un rôle stabilisateur.

B – Intervention politique

1. POLITIQUE DE REPRISES DE TOUT LE PÉTROLE

Si les quantités sont suffisantes pour l'approvisionnement de l'Est canadien, les exportations peuvent être limitées de façon à rendre cette zone indépendante. Il est probable que dans ce cas les importations seront limitées, incluant ainsi la partie est du Canada dans le marché nord-américain. Dans ce cas, les prix auront tendance à s'aligner progressivement pour atteindre la parité sur les marchés en concurrence. Le système de prix sera donc largement modifié et l'escalier de prix disparaîtra.

2. POLITIQUE DE REPRISE PARTIELLE DU PÉTROLE BRUT DE L'EST

Une politique d'exportation devra envisager la parité ou un prix inférieur à celui actuellement utilisé par le pays importateur. Si la vente est faite sur le marché des États-Unis, les prix auront tendance à s'aligner comme dans le cas précédent. Si la vente est faite sur le marché mondial, le prix devra être concurrentiel et l'escalier de prix sera conservé. La vente sur le marché nord-américain est cependant la plus rentable et si une exportation est possible, elle se fera plutôt vers ce marché. Dans le cas d'un gisement suffisant pour approvisionner l'Est canadien, le système d'escalier de prix aura tendance à disparaître progressivement avec l'autonomie de cette région par rapport au pétrole importé.

III – GISEMENTS DE TAILLE NATIONALE OU INTERNATIONALE

A – Non-intervention politique

L'Est canadien est alors approvisionné par le pétrole découvert dans cette zone. La pression est forte pour fournir l'Est des États-Unis et éventuellement certains marchés en Ontario. Si le marché de l'Est reste en compétition avec le

marché mondial, le niveau de prix sera tel qu'il ne sera pas avantageux d'importer. L'échelle de prix pourrait éventuellement subsister.

B – Intervention politique

Dans ce cas, les importations seront étroitement limitées et le niveau de prix rejoindra celui nord-américain de manière à obtenir une parité de prix sur les marchés où des pétroles d'origines différentes sont en concurrence. Une exportation se fera éventuellement vers les États-Unis, marché le plus rémunérateur et permettant de maintenir un niveau élevé de prix dans l'Est du Canada.

CONCLUSION

Un relatif cloisonnement des marchés lié à l'existence d'une structure industrielle spécifique sont autant d'éléments qui ont une répercussion sur la formation des prix du pétrole brut. Nous avons essayé de dégager dans les deux premières parties un mécanisme de formation des prix tenant compte de l'existence de niveaux de prix différents, suivant les zones géographiques et de leur situation. Le choix des prix retenus limite cependant la portée de cette explication, étant donnée l'existence de différentes sortes de prix et les hypothèses que nous avons dû faire concernant les prix réels sur les marchés.

L'évolution de la répartition géographique des réserves pétrolières, notamment en Amérique du Nord, peut dans l'avenir modifier cette structure des marchés et nous avons essayé d'analyser les différentes possibilités de changement en tenant compte de l'expérience du passé. Nous nous sommes plus spécifiquement intéressés au cas d'une découverte dans l'Est canadien qui pourrait être, selon son importance, l'origine d'un changement de la structure des prix.

Une étude économique plus approfondie permettrait d'analyser d'un point de vue plus proche de celui de la théorie économique, la formation des prix que nous avons décrite et de préciser les possibilités d'évolution en définissant le changement le plus favorable.

BIBLIOGRAPHIE

1. OUVRAGES

- Denis BAUCHARD, *Le jeu mondial des pétroliers*, Paris, Seuil, 1970, 142p.
Y. MAINGUY, *L'économie de l'énergie*, Paris, Dunod, 1967, 532p.
Jean MASSERON, *L'économie des hydrocarbures*, Paris, Technip, 1969, 276p.
A. PLOTNICK, *Petroleum Canadian Markets and United States Foreign Trade Policy*, Seattle University of Washington Press, 1965.
E. M. SHAFFER, *The Oil Import Program of the United States. An evolution*, N.Y., F. A. Praeger, 1968.
A. ADELMAN, *Alaskan Oil Costs and Supply*, Praeger, 1971.

2. REVUES

Oil and Gas Journal

Oilweek

Petroleum Intelligence Weekly

Petroleum Press Service

Platt's Oilgram. News et Price Service

3. DOCUMENTS

Platt's Oil Price Handbook, 1958-1970.

The Oil Import Question, par the Cabinet Task Force on Oil Import Control, February 1970.

F. G. HAVLENA, Husky Oil Ltd. et C.D. Holder, Dome Petroleum Ltd.

Canadian Oil Security and the Impact of Supply Disruption, App. 7.

CPA Potential Reserves of Oil, Natural Gas and Associated Sulphur in Canada, April 1969.

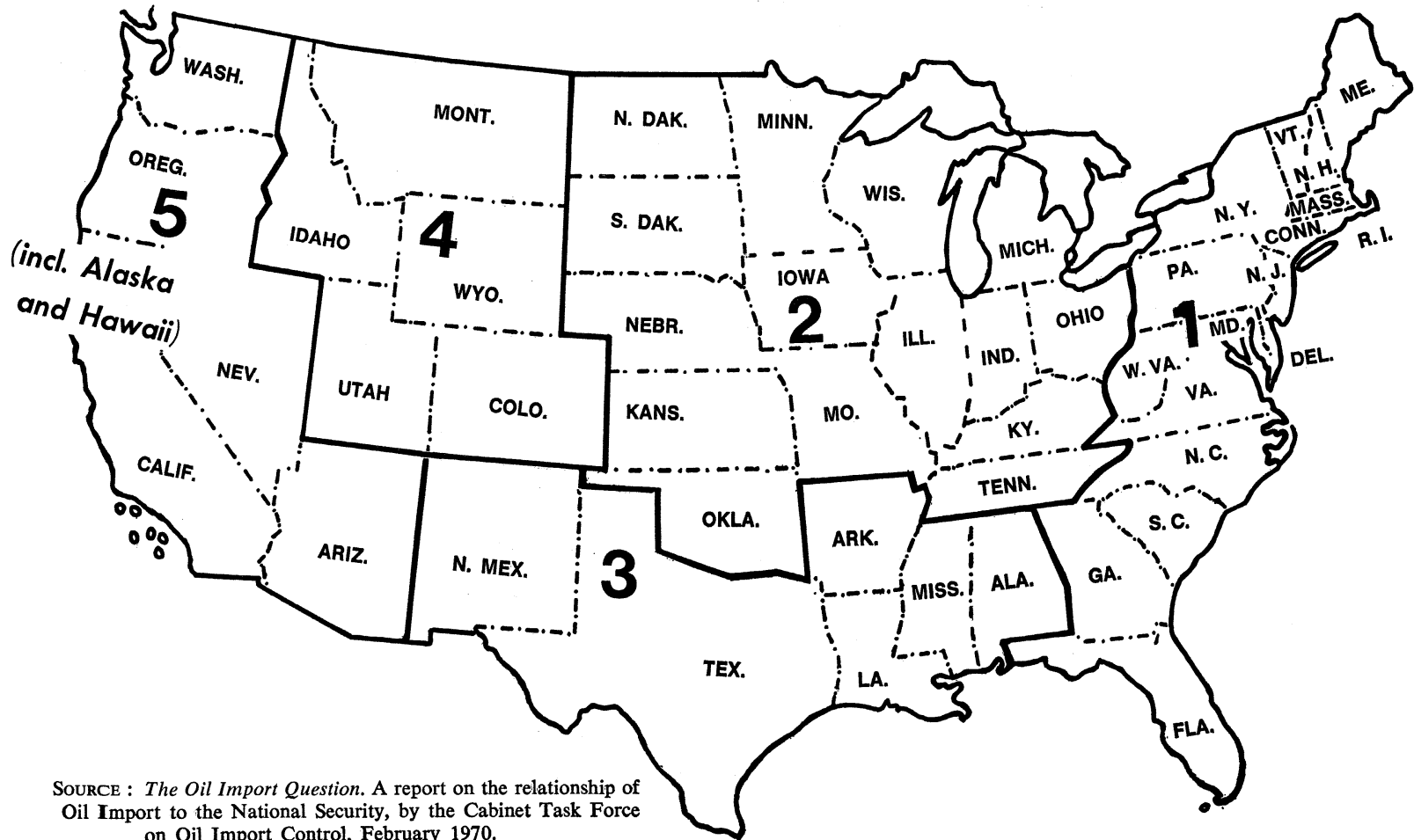
Petroleum Refineries in Canada, January 1970, Department of Energy, Mines and Resources, Ottawa.

Premier rapport Walter J. Levy : Market Outlets for Canadian Crude Oil, Problems and Projects, December 1957.

Second rapport Walter J. Levy : The Outlook for Canadian Crude, Production and Markets, October 1966.

ANNEXE 1

DISTRICTS AMÉRICAINS



SOURCE : *The Oil Import Question*. A report on the relationship of Oil Import to the National Security, by the Cabinet Task Force on Oil Import Control, February 1970.

ANNEXE 2

LES PRIX DU PÉTROLE

1. Prix affiché (*posted price*)

Prix de référence fixé par les compagnies pétrolières pour chaque point d'embarquement du pétrole brut et qui tient compte de l'éloignement des marchés d'écoulement, de la densité et de la qualité du brut. Ces prix affichés servent de base au calcul des principales redevances pétrolières : ils sont effectivement connus et publiés par les revues professionnelles.

2. Prix entre sociétés affiliées

Les transactions effectuées ne se font pas sur la base des prix affichés. Entre sociétés, c'est-à-dire appartenant à un même groupe international, elles se font sur la base d'un prix que l'on peut qualifier d'ordre car il ne correspond pas le plus souvent à la valeur du produit sur le marché international. Les prix facturés aux filiales chargées du raffinage et de la distribution reflètent moins la valeur du produit que les préoccupations de politique générale de la compagnie.

3. Prix sur le marché libre

Le marché « libre » ne représente, en définitive, qu'une faible partie des transactions internationales, 5 à 10% environ. Seuls les prix constatés dans les transactions sur ce pétrole sont significatifs des « cours » réels. Ils ne sont pas divulgués généralement mais il est de notoriété publique qu'ils sont très largement inférieurs au niveau du prix affiché de 15-20% parfois même plus.

Extrait de *Le jeu mondial des pétroliers*, Denis BAUCHARD, 1970.